УДК 004.942

МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГАЗЛИФТНОЙ СКВАЖИНЫ

Р.Л. Барашкин, И.В. Самарин

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, г. Москва
E-mail: ivs@ints.ru

Приведено детальное компьютерное моделирование режимов работы скважины при периодическом и непрерывном способах газлифтной эксплуатации, позволяющее решать задачи выбора технических решений на этапе проектирования разработки месторождения, а также задачи численного анализа режимов работы промыслового газожидкостного подъёмника при его эксплуатации.

Введение

При газлифтном способе эксплуатации промысловый газожидкостный подъёмник оборудован для закачки в скважину газа. Таким путём уменьшается плотность газожидкостной смеси, и давление на забое нефтяного пласта становится достаточным для подъёма продукции скважины на поверхность.

Большое разнообразие геологических и технологических условий эксплуатации залежей порождает многообразие модификаций технических решений обустройства газлифтных промысловых газожидкостных подъёмников. Правильный выбор конкретного варианта – залог экономии средств на обустройство и эксплуатацию скважины. Разрабатываемая авторами статьи вычислительная система представляет собой инструментарий для принятия обоснованного оптимального решения по этому вопросу.

При эксплуатации газлифтного комплекса возникают задачи оперативного управления. Предлагаемая вычислительная система позволяет вырабатывать оптимизированные решения оператора путём включения в контур оперативного управления программы детального моделирования процесса в реальном времени.

Объект моделирования

Газлифтный комплекс состоит из газлифтных районов (ГР), связанных между собой газопроводами низкого и высокого давления. ГР представляет собой техническое сооружение (рис. 1), где реализован замкнутый технологический процесс добычи, транспорта и сбора продукта из пласта. ГР состоит из газлифтных скважин, манифольдов, замерных установок, дожимной насосной станции, где осуществляется первая ступень сепарации газа, компрессорной станции, газопроводов низкого и высокого давления, системы нефтегазосбора и транспорта продукции.

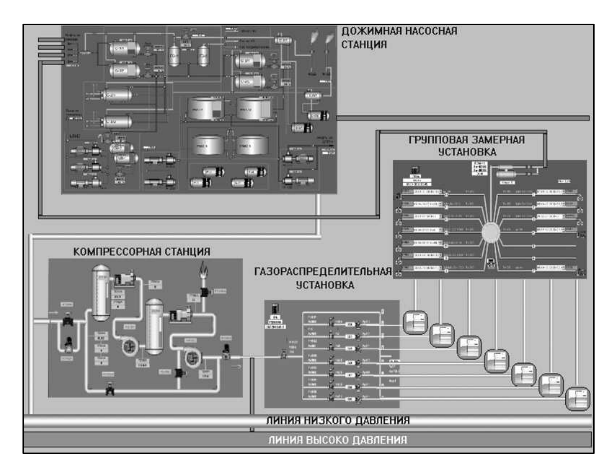


Рис. 1. *Структура газлифтного района*

Газлифтные скважины являются главными объектами газлифтного комплекса и предназначены для добычи нефти из вскрытых ими продуктив-

ных пластов. В основе разрабатываемой вычислительной системы лежат математические модели процессов при газлифтной эксплуатации скважин.

Различают два основных вида газлифта: непрерывный и периодический.

При непрерывном газлифте поступление жидкости из пласта, её движение по насосно-компрессорным трубам (НКТ) и выход на поверхность – непрерывный во времени процесс. Для обеспечения притока нефти из пласта необходимо поддерживать на забое скважины определенное давление. При отсутствии газа столб жидкости, уравновешивающий это давление, не достигает устья скважины. Разгазирование столба жидкости повышает его уровень до устья и вызывает непрерывную подачу продукции из пласта на поверхность с сохранением требуемого давления на забое. Непрерывный газлифт применяется на стадии разработки, следующей сразу за фонтанным периодом добычи.

При периодическом газлифте закачивание газа в скважину осуществляется дискретно. Периодический газлифт применяется на поздней стадии разработки месторождения при падении пластового давления, а также при эксплуатации скважин с низким коэффициентом продуктивности в режиме поддержания пластового давления. Важной проблемой является при этом определение целесообразности применения периодического газлифта. Нужно знать, какие скважины и в какой период следует переводить с непрерывной газлифтной эксплуатации на периодическую. Для этого необходимо моделирование режимов работы газлифтной скважины.

Успешность работы скважины при эксплуатации газлифтным способом определяется точностью расчётов оптимальных режимов работы при различных вариантах компоновок подземного оборудования на этапе проектировании промыслового газожидкостного подъёмника.

Моделирование позволяет выяснить степень влияния различных параметров (диаметра и длины НКТ, свойств жидкости, пластового давления, давления нагнетания и др.) на показатели работы скважин (дебит жидкости, удельный расход газа), а также определить оптимальные технологические мероприятия, повышающие эффективность газлифтного способа эксплуатации.

Моделирование периодического газлифта

При периодическом газлифте процессы в скважине можно представить как последовательность этапов:

1. заполнения газом затрубного пространства скважины,
2. продавливания жидкости из затрубного пространства в НКТ,
3. лифтирования жидкости в НКТ,
4. выброса жидкости из НКТ,
5. стекания невыброшенной жидкости,
6. накопления жидкости до расчетного уровня (до момента включения подачи газа).

Перечисленные этапы повторяются с периодичностью, определяемой временем $T_ц$ одного цикла процесса. Эта величина рассчитывается и является одним из значимых параметров в системе оперативного управления газлифтным комплексом.

Процесс моделируется на множестве i=1,...,$T_ц$ последовательных отрезков времени. Каждый этап характеризуется самостоятельной математической моделью, в основе которой лежат три уравнения. Первое – уравнение материального баланса:

$$f_k(L-L_{k_{i-1}})\frac{P_{g_i}}{P_0}=$$

$$=f_k(L-L_{k_{i-1}})\frac{P_{g_{i-1}}}{P_0}+V_{kg_{i-1}}\Delta t\frac{P_{g_{i-1}}+P_k}{2}\frac{1}{P_0}f_k. \qquad (1)$$

Из этого уравнения на этапах 1, 2 определяется текущее значение давления газа P_{g_i} в точке контакта жидкости и газа в кольцевом пространстве скважины. Два других уравнения (уравнения баланса расходов и давлений в НКТ и в затрубном пространстве) составляют систему нелинейных уравнений, в результате решения которой определяются скорости движения жидкости и газа в НКТ и в затрубном пространстве. Далее вычисляется текущее положение столба жидкости в НКТ. Именно эти уравнения претерпевают изменения при переходе от этапа к этапу. Так, для этапов 1–3 уравнения баланса давлений (2) и расходов (3) имеют вид:

$$L_{t_{i-1}}\rho g+L_{t_{i-1}}\rho\frac{\lambda_{t_{i-1}}}{2d}V_{tn_i}^2+P_V e^{\left(\frac{0,03415\,\bar{\rho}_g(L-L_{t_{i-1}})}{Z_t T_{sr}}\right)}+$$

$$+\frac{0,0094\,\rho_{gT}(L-L_{t_{i-1}})}{2d^{4/3}}V_{tn_i}^2=P_k e^{\left(\frac{0,03415\,\bar{\rho}_g(L-L_{k_{i-1}})}{Z_k T_{sr}}\right)}-$$

$$-\frac{0,0094\,\rho_{gK_{i-1}}(L-L_{k_{i-1}})}{2(D-d_1)^{4/3}}V_{kn_i}^2+$$

$$+\rho g L_{k_{i-1}}-\frac{\lambda_{k_{i-1}}}{2(D-d_1)}L_{k_{i-1}}\rho V_{kn_i}^2; \qquad (2)$$

$$V_{kn_i}f_k=V_{tn_i}f_t+kP_k e^{\left(\frac{0,03415\,\bar{\rho}_g(L-L_{k_{i-1}})}{Z_k T_{sr}}\right)}-$$

$$-k\frac{0,0094\,\rho_{gK_{i-1}}(L-L_{k_{i-1}})}{2(D-d_1)^{4/3}}V_{kn_i}^2+$$

$$+k(h+L_{k_{i-1}})\rho g-k\frac{\lambda_{k_{i-1}}L_{k_{i-1}}\rho}{2(D-d_1)}V_{kn_i}^2-kh_{st}\rho g. \qquad (3)$$

В уравнениях (1–3) использованы следующие обозначения: Δt – шаг моделирования; f_k, f_t – площади затрубного пространства и НКТ; L – длина НКТ; L_{t_i}, L_{k_i} – высоты столбов жидкости в НКТ и в затрубье, считая от подошвы НКТ; V_{kg_i} – скорость газа в затрубном пространстве; V_{tn_i} V_{kn_i} – скорости нефти в НКТ и в затрубном пространстве; d, D –

внутренние диаметры соответственно НКТ и обсадной колонны; d_1 – наружный диаметр НКТ; g – ускорение свободного падения; h – расстояние от башмака скважины до забоя; h_{st} – расстояние от забоя скважины до статического уровня; k – коэффициент продуктивности скважины; ρ – плотность жидкости; $\overline{\rho}_g$ – относительная плотность газа; T_{sr} – средняя температура в скважине; P_k – давление нагнетания газа; P_V – давление в выкидной линии; ρ_{gT_i}, ρ_{gK_i} – плотности газа в НКТ и в затрубном пространстве; Z_{t_i}, Z_{k_i} – коэффициенты сверхсжимаемости газа в НКТ и в затрубном пространстве; λ_{t_i}, λ_{k_i} – коэффициенты трения жидкости для НКТ и для затрубного пространства. Коэффициент трения газа определяется по формуле Веймаута. На рис. 2 приведена схема газлифтной скважины, где показаны некоторые из перечисленных параметров.

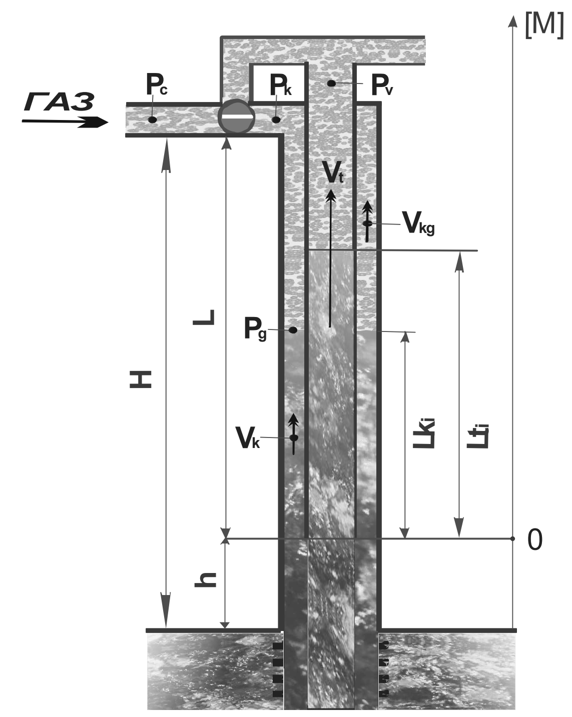


Рис. 2. *Схема газлифтной скважины*

Уравнение баланса расходов учитывает объёмы перетоков газа и жидкости между затрубным пространством скважины, пластом и НКТ. В уравнении баланса давлений учитываются давление на устье, давление закачиваемого газа, гравитационные составляющие и потери давления на трение жидкости и газа в трубе и в затрубном пространстве скважины.

Численный метод решения системы (2) и (3) основан на идеях итерационных алгоритмов в нелинейных системах, когда на i-м шаге используются значения некоторых величин с i–1-го шага моделирования. К таким величинам относятся давление газа $P_{g_{i-1}}$ в выбранной балансной точке скважины, коэффициент сверхсжимаемости газа, коэффициенты трения и плотности жидкости и газа. После расчёта перечисленных величин, указанная система уравнений решается методом Ньютона.

Условия перехода между этапами сформулированы на основе физики процессов с использованием эмпирических соотношений, разработанных академиком А.П. Крыловым и профессором В.А. Сахаровым.

В течение всех этапов газлифтного процесса происходит взаимодействие пласта и скважины. В процессе подъёма жидкости вверх по НКТ может происходить её поступление из пласта в скважину. Одновременно в НКТ поступает газ из затрубного пространства. Газожидкостная смесь, образовавшаяся в нижней части НКТ, в работе моделируется как множество газовых ($\Im$) и жидкостных ($\Re$) слоёв. Если выполняется условие поступления жидкости из пласта, то на i-м шаге моделирования фиксируется одна пара слоёв. Толщина каждого слоя определяется скоростью движения соответственно жидкости и газа и величиной шага моделирования. На следующих шагах моделирования отслеживается перемещение по НКТ каждого слоя жидкости и газа. Такое упрощение структуры флюида в скважине позволяет учесть эти составляющие потоков в уравнениях балансов расходов и давлений. С учётом множества $\Re$ уравнение баланса давлений (2) выглядит следующим образом:

$$(L_{t_{i-1}} \pm L_{tps_i})\rho g + (L_{t_{i-1}} \pm L_{tps_i})\rho \frac{\lambda_{t_{i-1}}}{2d} V_{tn_i}^2 + + P_V e^{\left(\frac{0,03415\,\overline{\rho}_g (L-(L_{t_{i-1}} \pm L_{tps})}{Z_t T_{sr}}\right)} + + \frac{0,0094\rho_{gT}(L-(L_{t_{i-1}} \pm L_{tps_i}))}{2d^{4/3}} V_{tn_i}^2 =$$

$$= P_k e^{\left(\frac{0,03415\,\overline{\rho}_g (L-L_{k_{i-1}})}{Z_k T_{sr}}\right)} - \frac{0,0094\rho_{gK_{i-1}}(L-L_{k_{i-1}})}{2(D-d_1)^{4/3}} V_{kn_i}^2 + + \rho g L_{k_{i-1}} - \frac{\lambda_{k_{i-1}}}{2(D-d_1)} L_{k_{i-1}} \rho V_{kn_i}^2,$$

где $L_{tpsi} = \sum_j L_{tp_j}$, $j \in \Re_i$, L_{tp_j} – толщина j-го слоя жидкости, $\Re_i$ – множество жидкостных слоев на i-м шаге моделирования.

Моделирование непрерывного газлифта

Непрерывный газлифтный способ эксплуатации скважин отличается от периодического тем, что закачка газа осуществляется постоянно. Эксплуатация скважин не протекает бесперебойно, так как по различным причинам их приходится останавливать для ремонта и вновь пускать в эксплуатацию. Для запуска скважины в эксплуатацию по непрерывной схеме газлифтный промысловый газожидкостной подъёмник оборудуется необходимым количеством пусковых и рабочих клапанов. Необходимо рассчитывать расстановку и характеристику клапанов. На рис. 3 показано компьютерное моделирование процессов в скважине при непрерывном газлифте.

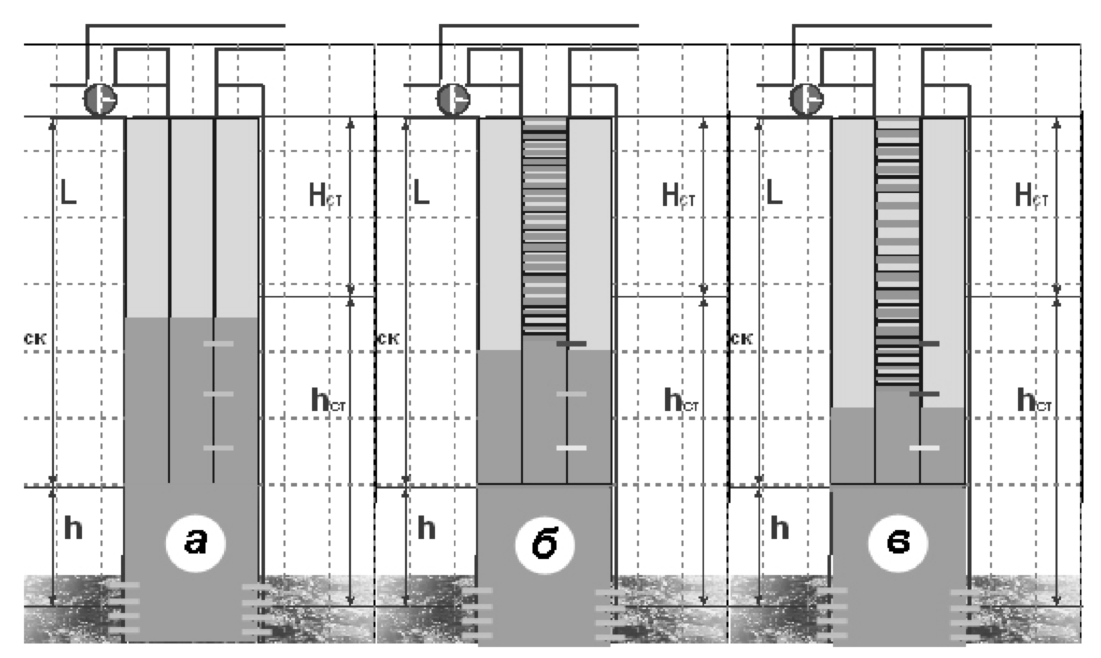


Рис. 3. *Моделирование процессов в скважине при непрерывном газлифте: а) положение перед запуском скважины; б) подача газа через первый пусковой клапан; в) момент начала подачи через второй пусковой клапан*

Математическая модель непрерывного газлифта также основана на системе уравнений балансов расходов и давлений. Моделирование начинается с запуска скважины, когда газ подаётся в затрубное пространство. С этого момента на каждом шаге моделирования дополнительно к решению описанных выше уравнений проверяется условие поступления газа из затрубного пространства в НКТ через пусковые и рабочий клапаны. Минимальный перепад давления на клапане обеспечивается условием:

$$\Delta P_k = P_1 - P_2 = 0{,}3 \text{ МПа} \left|\forall k \in \Psi\right.,$$

где Ψ – множество клапанов, установленных на скважине; P_1 – давление на уровне клапана в затрубье; P_2 – давление на уровне клапана в НКТ.

Расход газа через клапан вычисляется по формуле:

$$Q = 18{,}81 d_{kl} P_1 \frac{T_0}{P_0} \eta \sqrt{\frac{\xi}{\xi-1} \frac{1}{\bar{\rho}_g T_{sr}} \left[\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{2}{\xi}} - \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{\xi+1}{\xi}} \right]},$$

где ξ – показатель адиабаты; η – коэффициент расхода; d_{kl} – диаметр отверстия клапана.

При поступлении газа в НКТ жидкость, находящаяся выше клапана, отсекается порцией вошедшего в НКТ газа (рис. 4). В реальности в НКТ происходит образование газожидкостной смеси. В модели, представленной в данной работе, принято допущение о том, что на каждом шаге моделирования столб поднимающегося в НКТ флюида разделяется струей внедрённого газа на два жидкостных (на рисунке обозначенных цифрами 1, 3) и один газовый (2) слой. На следующих шагах моделирования образуются новые пары (аналогично 2, 3) газовых и жидкостных слоёв. Таким образом, структура флюида так же, как в случае периодического газлифта, представлена в виде множества газовых ($\Im_p$) и жидкостных ($\Re_p$) слоёв. В уравнениях модели эти множества учитываются как составные части массы газа и жидкости в НКТ.

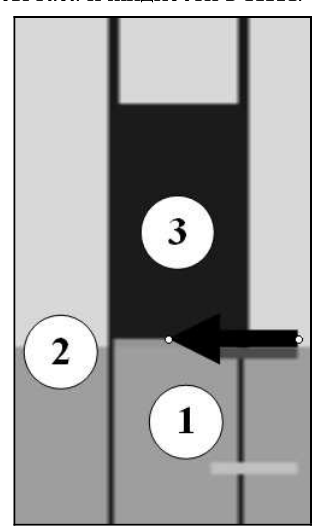


Рис. 4. *Работа клапана*

Когда уровень жидкости в затрубном пространстве дойдёт до рабочего клапана, газ начнёт поступать в НКТ через рабочий клапан, скважина выйдет на установившийся непрерывный режим добычи.

Возможности программного пакета

Программа написана на языке Delphi. Интерфейс программы (рис. 5) позволяет в разной форме наблюдать динамику процесса в скважине. Кроме этого процесс моделируется при различных исходных данных, в числе которых характеристики газлифтного промыслового газожидкостного подъёмника, начальная высота столба жидкости, температура, давления, плотности и другие параметры.

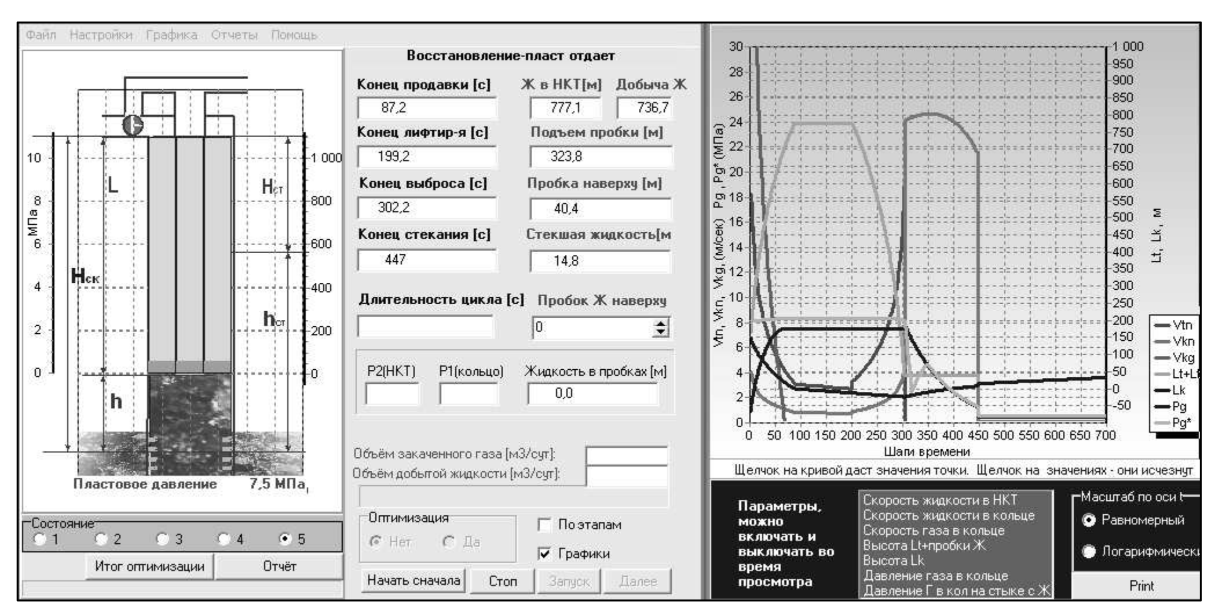


Рис. 5. *Интерфейс программы моделирования работы газлифтной скважины*

Таблица. *Численные значения основных показателей процесса (фрагмент)*

H [м]	L [м]	Hst [м]	L0 [м]	Pkt [МПа]	Pv [МПа]	Tp [мин]	Tl [мин]	Tv [мин]	Tcicle [мин]	Qнефти [м3/сутки]	Vгаза [тыс.м3/сут]	R [м3/м3]
1600	1000	900	150	8,5	0,50	1,41	2,27	3,71	64,14	51,01	26,73	524,06
1600	1000	900	150	8	0,50	1,47	2,46	3,97	64,59	50,41	26,55	526,61
1600	1000	900	150	7,5	0,50	1,58	2,75	4,36	65,19	49,53	26,30	531,06
1600	1000	900	150	7	0,50	1,72	3,19	4,95	66,43	48,42	25,81	533,07
1600	1000	900	150	6,5	0,50	1,93	4,09	6,06	68,68	46,37	24,96	538,37

Программа позволяет решать ряд вопросов проектирования и оптимального управления работой газлифтной скважины. Например, программа позволяет выбрать количество и рассчитать координаты мест установки клапанов. Кроме того, имеется возможность вести численный анализ всех параметров различных режимов эксплуатации. Например, изменяя расход закачиваемого газа, можно обеспечить максимизацию добычи нефти из скважины и минимизацию удельного расхода закачиваемого газа. В процессе одного или нескольких вариантов моделирования программа формирует отчёт, где фиксируются численные значения основных показателей процесса, см. таблицу.

Выводы

Детальное компьютерное моделирование процессов при непрерывном и периодическом газлифтах позволило проанализировать динамику выходных показателей процессов при широком варьировании исходных и регулируемых параметров. Такой анализ позволил уточнить модель.

Созданный программный пакет позволяет решать задачи выбора технических решений при обустройстве газлифтных промысловых газожидкостных подъёмников, а также просчитывать режимы работы газлифтной скважины при её эксплуатации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сахаров В.А., Мохов М.А. Гидродинамика газожидкостных смесей в вертикальных трубах и промысловых подъёмниках. – М.: Нефть и газ, 2004. – 391 с.
2. Акопян Б.А. Разработка методики расчёта режимов работы периодического газлифта: Дис. ... к.т.н. – М.: МИНГ, 1989.
3. Гиматудинов Ш.К., Борисов Ю.П., Розенберг М.Д. и др. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки. – М.: Недра, 1983. – 463 с.
4. Зайцев Ю.В., Максутов Р.А., Чубанов О.В. и др. Справочное пособие по газлифтному способу эксплуатации скважин. – М.: Недра, 1984. – 360 с.
5. Сахаров В.А., Мищенко И.Т., Богомольный Г.И., Мохов М.А. Периодическая эксплуатация нефтяных скважин. – М.: Изд-во МИНГ, 1985.
6. Диб Айман Реда. Разработка методики расчёта параметров работы скважин при периодическом газлифте: Дис. ... к.т.н. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000.
7. Чикайса Финлай Дарио. Разработка методики расчёта периодического газлифта с отсечкой газа у башмака подъёмника: Дис. ... к.т.н. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003.
8. Дмитриев Н.М., Кадет В.В. Введение в подземную гидромеханику. – М.: Интерконтакт, Наука, 2003.